

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расширение открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Призейская в связи со строительством второй линии 220 кВ Зейская ГЭС – подстанция Призейская

Исполнитель

студент группы 742-об1

подпись, дата

С.И. Бондаренко

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Бондаренко Станислава Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расширение открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Призейская в связи со строительством второй линии 220 кВ Зейская ГЭС-подстанция Призейская

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района. 2. Расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор основного электрического оборудования станции. 4. Изоляция и перенапряжения.

5. Расчет защит линии 220 кВ «Зейская ГЭС-ПС Призейская». 6. Техничко-экономическая часть проекта. 7. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема участка сети 220 кВ 2. Однолинейная схема ПС Призейская 3. Компоновка ячейки ОРУ 220 кВ 4. Релейная защита и автоматизация. 5. План ПС Призейская 6. Молниезащита

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность- А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 99 с., 126 формул, 10 рисунков, 13 таблиц, 32 источника.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ГЕНЕРАТОР, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ.

В данной выпускной квалификационной работе выполнено расширение ОРУ напряжением 220 кВ ПС «Призейская» в Амурской области в связи со строительством второй линии 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская». Произведен расчет рабочих токов и токов короткого замыкания. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выполнен расчет молниезащиты и защитного заземления ОРУ 220 кВ.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района	10
2 Исходные данные и текущая конфигурация оборудования	13
2.1 Компоновка и конструктивная часть	15
2.2 Собственные нужды. Система переменного тока	16
2.3 Система оперативного тока	17
2.4 Защита от перенапряжений	17
2.5 Изоляция	19
2.6 Освещение	19
3 Расчет токов короткого замыкания	21
4 Выбор основного электрического оборудования станции	28
4.1 Выбор выключателей	28
4.2 Выбор разъединителей	31
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	38
4.5 Выбор изоляторов	39
4.6 Выбор ОПН	41
4.7 Выбор аккумуляторных батарей	42
4.8 Выбор марки и сечения провода для ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС	46
5 Изоляция и перенапряжения	49
5.1 Общие положения	49
5.2 Расчёт заземлителя	49
5.3 Расчёт молниезащиты	55
5.4 Анализ грозоупорности	58
6 Расчет защит линии 220 кв «зейская гэс – пс призейская»	62
6.1 Расчет продольной дифференциальной защиты линии	64
6.2 Расчет дистанционной защиты	68

6.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности	71
6.4 Расчет АПВ линии	72
7 Технико-экономическая часть проекта	76
7.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование	77
7.2 Амортизационные отчисления	79
7.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии за год	81
8.1 Безопасность	83
8.2 Экологичность	88
8.3 Чрезвычайные ситуации	92
Заключение	95
Библиографический список	97

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия;

ВН – Высокое напряжение;

ГПП – Главная понизительная подстанция;

ГЭС – Гидравлическая электрическая станция;

КЗ – Короткое замыкание;

КРУЭ – Комплектное распределительное устройство элегазовое;

НН – Низкое напряжение;

ППБ – Правила пожарной безопасности;

РЗ – Релейная защита;

СН – Санитарные нормы.

ВВЕДЕНИЕ

Амурская область - один из самых крупных по территории и богатых минеральными ресурсами регионов Российской Федерации. Основа экономики Амурской области является минерально-сырьевой комплекс.

Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса Амурской области связаны со значительными прогнозными ресурсами полезных ископаемых, часть из которых имеет общедоказательное значение (золото, серебро, нефть, газ), запасами бурого угля, торфа, цветных металлов (медь, молибден, олово, вольфрам) и нерудного сырья (габбро-базальтовые породы, цеолиты, барит, строительные материалы, минеральные воды, лечебные грязи и другие). Именно поэтому горнодобывающая промышленность в Амурской области постоянно развивается, привлекая все новых и новых инвесторов и рабочих. Строительство Амурского ГПЗ и Космодрома «Восточный» предъявляют особые требования к надежности энергосистемы Амурской области.

Важное значение для региона имеет реализация программы «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года», в соответствии с которой предусмотрено направить в 2021-2025 годах 33,3 млрд. рублей на развитие экономики и социальной сферы области.

Огромное значение для всего Дальнего Востока имеет энергетика Амурской области, так как здесь расположены две крупнейшие ГЭС макрорегиона - Зейская и Бурейская. Более того, в ближайшие годы планируется строительство новых генерирующих мощностей и ЛЭП, в том числе для увеличения продаж электроэнергии в Китай [26]

В ходе реализации программы планируется провести реконструкцию подстанции «Призейская», а также возвести несколько высоковольтных линий электропередач, что позволит реализовать перспективные проекты в сфере минерально-сырьевого комплекса. Планируется осуществить строительство автомобильных дорог, направленных на обеспечение транспортной

доступности населенных пунктов области и их связи с Забайкальским, Хабаровским и Приморским краями.

Для обеспечения электроснабжения Эльгинского УК по требуемой категории надежности строятся две ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь. Необходимость строительства ВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС - Эльгауголь может возникнуть для выдачи мощности при строительстве Эльгинской ТЭС. [26]

На данный момент ПС «Призейская» построена и успешно функционирует.

Целью данной выпускной квалификационной работы является создание качественного и работоспособного проекта строительства второй воздушной линии 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская» с расширением открытого распределительного устройства 220 кВ на подстанции «Призейская». Поиск инновационных решений при проектировании с учетом особенностей местности и климата.

В ходе сбора исходных данных и подготовки к проектированию были сформулированы задачи, способствующие достижению поставленной цели:

1. Определить и рассмотреть особенности схемы электроснабжения Амурской области;
2. Произвести выбор основной электрической схемы для расширения ОРУ 220 кВ ПС «Призейская»;
3. Произвести выбор основного силового и защитного оборудования, тип и конфигурацию ОРУ 220 кВ;
4. Произвести проверку рентабельности проектных решений, используемых в ходе работы (экономическое обоснование проекта);
5. Определить допустимость выполнения строительного-монтажных работ и дальнейшей эксплуатации объекта с точки зрения безопасности и влияния на экологию.

Строительство второй линии 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская» способствует развитию промышленности и инфраструктуры области, притоку

трудоспособного населения, постройке новых населенных пунктов. Это в условиях нынешней ситуации в стране крайне важно и актуально. Также для повышения надежности электроснабжения и устойчивости энергосистемы Амурской области и, как следствие, Дальневосточного Федерального округа необходимо провести необходимо запроектировать реконструкцию ОРУ 220 кВ ПС «Призейская» в рамках реализации программы «Социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона» [26]

В ходе работы были использованы следующие программные продукты: Visio, Mathcad, MS Word

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Географическая и экономическая характеристика района

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Это один из крупных субъектов РФ, занимающий пограничное положение на большом протяжении с Китайской Народной Республикой. Протяженность границы составляет почти 1250 километров.

Область уникальна по своим природным богатствам: здесь находятся большие залежи разнообразных полезных ископаемых, по ее территории протекают крупные многоводные реки, она обладает большими запасами древесины и охотничье-промысловыми животными, бескрайними полями с плодородными почвами.

По ее территории несут свои воды величавый Амур, воспетый поэтами и музыкантами, и красавица Зeya, на которой построена Зейская ГЭС - первенец дальневосточной гидроэнергетики; на другой реке, Бурее, начала действовать еще более мощная Бурейская ГЭС. Наша область является "житницей" Дальнего Востока, на ее полях возделывают ценную культуру сою - "амурскую чудесницу". [16]

Удивительны отличительные особенности природы, заключающиеся, прежде всего, в ее контрастности: холодная зима, но жаркое лето; на севере - горный рельеф и быстрые горные реки, суровый и холодный климат, мерзлотно-таежные почвы, преобладание растительного и животного мира таежных лесов; на юге - равнинный рельеф и более мягкий климат, многоводные реки с плавным течением, плодородные почвы, так называемых "амурских черноземов", преобладание растительного и животного мира лесостепных пространств.

Другая особенность природы состоит в неповторимых и даже экзотических ее чертах - в удивительном смешении растительного и животного мира севера и юга.

Площадь области - 361,9 тыс. км². Численность постоянного населения, из которого 65% городское, составляет на 1 января 2007 года 874,6 тыс. человек.

В состав Амурской области входят 9 городских округов и 20 муниципальных районов. В их составе 7 городов областного подчинения, 2 города районного подчинения, 21 поселок городского типа, 599 сельских населенных пунктов.

Административный и культурный центр области – город Благовещенск с численность населения – 217,5 тыс. человек. Наиболее крупные города: г. Белогорск с населением 67,7 тыс. чел., г. Свободный - 61,6 тыс., г. Тында – 39,0 тыс., г. Зея – 27,3 тысяч.

К особенностям природного потенциала региона следует отнести:

- наличие около 38% сельскохозяйственных угодий Дальнего Востока, что позволяет при определенных экономических условиях производить зерновые культуры, сою, картофель, овощи, заниматься свиноводством, птицеводством и пчеловодством. На севере области распространено оленеводство и пушной промысел;

- 64 % территории области покрыто лесами. Сырьевой потенциал области по запасам древесины составляет около 1,9 млрд. куб. м, расчетная лесосека, пригодная для хозяйственного освоения, достигает 9,9 млн. куб.м.;

- потенциальные запасы минерального сырья в области оцениваются в 400 млрд. долларов. Основу горнодобывающей промышленности составляют добыча золота, угля и строительных материалов. При этом область богата залежами железных и титановых руд, цветных металлов, алюмосиликатного сырья, цеолитов, каолина;

- регион также располагает значительным энергетическим потенциалом. На его базе функционирует Зейская ГЭС, введены в эксплуатацию 4 гидроагрегата Бурейской ГЭС;

- географическое положение области способствует сохранению сервисной ориентации экономики. Здесь проходит Транссиб с БАМом, ведется

строительство автомобильной дороги Чита – Хабаровск, имеются водные и воздушные транспортные магистрали, связывающие Дальний Восток и европейскую части России.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ТЕКУЩАЯ КОНФИГУРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Существующая подстанция 220/35/10 кВ Призейская размещается в п. Верхнезейск Амурской области, в 180 км севернее г. Зея. Подстанция предназначена для электроснабжения потребителей района Байкало-Амурской магистрали (БАМ).

ПС 220 кВ Призейская присоединена к сетям Амурской энергосистемы тремя одноцепными линиями 220 кВ: Зейская ГЭС - Призейская, Тутаул – Призейская, Тунгала – Призейская.

На действующей подстанции 220 кВ Призейская установлены два силовых трансформатора типа ТДТН-25000/220/35/10 мощностью 25000 кВА напряжением 220/35/10 кВ.

ОРУ 220 кВ подстанции Призейская выполнено по нетиповой схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин с совмещенным секционным и обходным выключателем».

На ОРУ 220 кВ установлены масляные выключатели У-220-2000-25 с приводом ШПЭ-44 и встроенными трансформаторами тока, разъединители РНДЗ.1(2)-220/1000ХЛ1, РДЗ.1(2)-220/1000УХЛ1, выносные трансформаторы тока ТФЗМ 220Б-ШУ1 (яч. 6), трансформаторы напряжения НКФ-220, разрядники РВМГ-220М.

Ошиновка сборных шин 220 кВ выполнена проводом АС-330/39.

В ячейках 1, 2, 6, 7 ОРУ 220 кВ замену существующих масляных выключателей У-220 на элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220-IV*-50/3150 УХЛ1 выполняет ООО «Дальневосточная электротехническая компания» (ООО «ДЭТК») г. Хабаровск по отдельному титулу.

ОРУ 35 кВ – выполнено по схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». К шинам 35 кВ подстанции присоединены два шунтирующих реактора мощностью по 20 Мвар.

На ОРУ 35 кВ установлены масляные выключатели С-35М-630-10 У1 с приводом ШПЭ-12, разъединители РНДЗ.1(2)-35/1000 У1, трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65 У1.

РУ 10 кВ выполнено по схеме «Одна, секционированная выключателем, система шин». Распределительное устройство 10 кВ внутренней установки из шкафов серии К-ХП с выключателями ВМПЭ-10 размещено в здании (ЗРУ 10 кВ).

Питание нагрузок собственных нужд переменного тока на напряжении 380/220 В обеспечивается от трех трансформаторов собственных нужд ТСН типа ТМ-400/10/0,4-У1 мощностью 400 кВА. Трансформаторы СН работают по схеме явного резерва и подключены к шинам РУ 10 кВ через выключатели. Система заземления сети собственных нужд 0,4 кВ подстанции типа TN-C.

Оперативный ток на подстанции постоянный, 220 В. Для питания потребителей постоянного тока на подстанции установлена аккумуляторная батарея типа ТБ-600 из 108 элементов, установленная в ОПУ.

Панели щитов переменного и постоянного тока для питания потребителей собственных нужд установлены в здании ОПУ.

Силовые и контрольные кабели по территории подстанции проложены в наземных железобетонных кабельных лотках.

Освещение подстанции выполнено прожекторами, установленными на существующих прожекторных мачтах.

Молниезащита подстанции выполнена отдельно стоящими молниеотводами, молниеотводами, установленными на прожекторных мачтах и порталах.

По результатам обследования заземляющих устройств подстанций филиала ОАО «ФСК ЕСК»-МЭС Востока в 2010г сопротивление растеканию тока существующего заземляющего устройства подстанции Призейская составляет 0,55 Ом. Пригодность к эксплуатации в соответствии с ПУЭ-7 (п.1.7.88 и 1.7.105) определена с учетом условия, что подстанция выполнена с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения.

2.1 Компоновка и конструктивная часть

Среднее значение из ежегодных абсолютных минимумов температуры воздуха для подстанции 220/35/10 кВ Призейская составляет минус 48 °С, абсолютный минимум температуры воздуха составляет минус 52° С. В соответствии с ГОСТ 15150-69, все открыто устанавливаемое оборудование принято в исполнении ХЛ1.

Район по гололеду III, по ветру II.

Компоновка вновь сооружаемых ячеек ОРУ 220 кВ принимается по типу существующих с однорядным расположением выключателей. План подстанции представлен на чертеже П2200389-Д0089-ОТР-ЭП лист 3.

В «Предварительных материалах для принятия основных технических решений» (Д0050-ПМ), выполненных ОАО «ИЦЭУ» Дирекция «Энергосетьпроект» проведены расчеты электрических режимов работы сети 220, 110, 35 кВ района размещения Эльгинского УК для уточнения параметров и схемы подключения компенсирующих устройств. Для компенсации зарядной мощности новых протяженных линий электропередачи 220 кВ и поддержания напряжения в сети необходима установка УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар на подстанции Призейская.

Управляемый шунтирующий реактор типа РТУ-100000/220 ХЛ1 принят трехфазного исполнения в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

В состав РТУ-100000/220 ХЛ1 входят:

- электромагнитная часть типа РТДУ-100000/220 ХЛ1;
- два преобразовательных блока ТМП-1000/10/0,4/(540/2000), состоящие из трансформатора ТМ-1000/10 ХЛ1 и полупроводникового преобразователя ППМ-540/2000 ХЛ1. Первый – основной блок (ТМ1 и ПП1) предназначен для регулирования мощности реактора в статическом и динамическом режимах, второй блок – для начального и резервного подмагничивания;
- система автоматического управления САУ (РТУ-100000/220).

Функциональная электрическая схема подключения реактора приведена на чертеже П2200389-Д0089-ОТР-ЭП лист 2.

Установка реактора предусматривается на расширяемой территории подстанции.

Для установки второй АБ, панелей управления, защиты, автоматики, оборудования системы оперативного тока на подстанции предусматривается здание обще подстанционного пункта управления. План здания ОПУ размером 12х30 м приведен на чертеже П2200389-Д0089-ОТР-ЭП лист 7.

В связи с тем, что площадка подстанции располагается в районе с повышенной сейсмичностью (интенсивность землетрясения составляет восемь баллов по шкале MSK-64), в электротехнической части проекта предусматриваются следующие мероприятия повышения сейсмостойкости объекта:

- применение электротехнического оборудования в сейсмостойком исполнении;

- установка шунтирующего реактора предусматривается без кареток непосредственно на фундаментах (без рельс) с дополнительным креплением к фундаменту;

- надежное крепление электротехнического оборудования к установочным рамам и фундаментам, исключающее опрокидывание или горизонтальное смещение оборудования;

- применение гибкой ошиновки;

- увеличение стрелы провеса на гибких токопроводах между аппаратами на 5-6 % по отношению к расчетной стреле провеса для исключения изломов опорной изоляции;

- подвеска высокочастотных заградителей на порталах на двух гирляндах

2.2 Собственные нужды. Система переменного тока

Дополнительная нагрузка собственных нужд переменного тока 380/220 В вновь устанавливаемого оборудования покрывается существующими трансформаторами собственных нужд.

Для подключения новых нагрузок собственных нужд переменного тока на напряжении 0,4 кВ предусматривается установка новых панелей и использование резервных фидеров на существующем щите собственных нужд в существующем ОПУ.

2.3 Система оперативного тока

Оперативный ток на подстанции постоянный 220 В.

Согласно заданию на проектирование и «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.10.028-2009) для питания цепей оперативного тока и аварийного освещения на подстанции предусматривается установка второй аккумуляторной батареи емкостью 200 А.ч из 108 элементов, двух зарядно-выпрямительных устройств и щита постоянного тока. Емкость АБ выбирается из условия обеспечения питанием оперативных цепей в аварийном режиме в течение двух часов (при отсутствии переменного тока питания зарядно-выпрямительных устройств) и последующего максимального толчкового тока. Емкость АБ уточняется на следующих этапах проектирования в соответствии с нагрузками постоянного тока принятого к установке оборудования.

Вновь проектируемое оборудование СОПТ располагается в новом здании ОПУ на первом этаже.

2.4 Защита от перенапряжений

В районе размещения подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет 27 дней.

В соответствии с Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций (СО 153-34.21.122-2003) подстанция классифицируется как специальный объект с ограниченной опасностью. Защита вновь устанавливаемого оборудования, ошиновки, зданий и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется при помощи существующих отдельно стоящих молниеотводов и вновь проектируемых молниеотводов. Расстановка молниеотводов и зоны молниезащиты приведены на плане подстанции, чертежи П2200389-Д0089-ОТР-ЭП лист 3.

Защита оборудования от волн, набегающих по линиям электропередачи, и от коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений 220, 35, 10 кВ, обладающими достаточной энергоемкостью, необходимым защитным уровнем и взрывобезопасностью. Все расстояния по ошиновке от ограничителей перенапряжений до защищаемого оборудования не превышают нормируемых ПУЭ величин.

На подстанции принимается система заземления TN-C-S.

Заземляющее устройство подстанции выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ как для установки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью, а также с учетом требований действующих нормативных документов по обеспечению электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУТП и связи.

Заземление вновь устанавливаемого оборудования выполняется путем присоединения к существующему заземляющему устройству подстанции, с соблюдением требований СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методических указаний по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства».

Заземляющее устройство на территории подстанции выполняется в виде сетки из продольных и поперечных заземлителей, заложеной на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли, и дополнительных вертикальных электродов.

На подстанции предусматриваются мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»:

- прокладка кабельных трасс в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.044-2010;

- расстояние между трассами силовых и контрольных кабелей при их параллельной прокладке не менее 0,6 м;

- применение экранированных контрольных кабелей с заземлением экрана с двух сторон с применением специальных зажимов;

- обеспечение защиты от статического электричества в помещениях с микропроцессорными устройствами.

2.5 Изоляция

Источники загрязнения предприятий по добыче руд и нерудных ископаемых в радиусе 500 м от подстанции отсутствуют.

Подстанция размещается в условиях обычных полевых загрязнений. Степень загрязнённости атмосферы – II. В связи с этим принят нормальный уровень изоляции оборудования – категория II*.

2.6 Освещение

На подстанции предусмотрено рабочее и аварийное освещение.

Рабочее освещение ОРУ существующей территории подстанции выполнено прожекторами, установленными на прожекторных площадках отдельно стоящих молниеотводов.

Рабочее освещение расширяемой части подстанции предусматривается существующими и вновь устанавливаемыми прожекторами с газоразрядными лампами на прожекторных площадках отдельностоящих молниеотводов. Наружное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Для работы сети охранного видеонаблюдения на открытой части подстанции выполняется сеть освещения с установкой светильников охранного освещения на прожекторных мачтах и на отдельных стойках, расположенных вдоль наружной ограды.

Питание рабочего и охранного освещения предусматривается на напряжении 220 В переменного тока. Сеть охранного освещения, как электроприемник первой категории по надежности электроснабжения, запитывается от двух источников питания – от двух секций щита собственных нужд.

В проектируемом здании ОПУ выполняется рабочее и аварийное (безопасности и эвакуационное) электроосвещение.

Питание рабочего освещения вновь проектируемого ОПУ необходимо предусмотреть на напряжении 220 В переменного тока. Питание аварийного освещения ОПУ в нормальном режиме предусматривается на напряжении 220 В переменного тока, при потере питания аварийное освещение автоматически переключается на питание постоянным током 220 В от новой подстанционной аккумуляторной батареи.

Все вновь устанавливаемое оборудование должно быть устойчиво к действию токов короткого замыкания, коммутационное оборудование должно иметь соответствующую отключающую способность, нагрузочная способность оборудования должна обеспечивать протекание максимальных токов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

220 кВ Зейской ГЭС (К1), в середине линии 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская» (К2) и на шинах 220 кВ ПС «Призейская» (К3).

Таким образом схема участка сети 220 кВ примет следующий вид (рисунок 2):

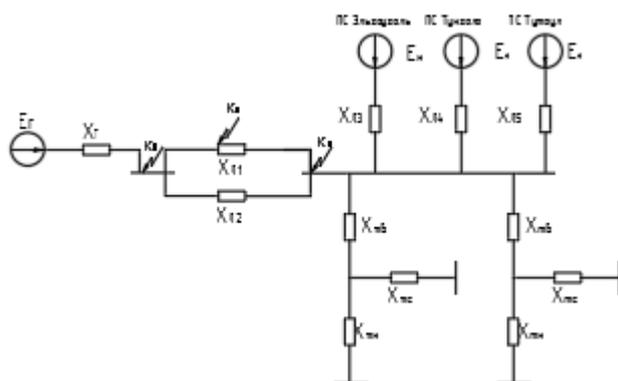


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

Для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентирование. [16]

При преобразованиях используются основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей [1].

Данные токов КЗ для точек К1, К2 и К3 приведены на ниже:

$$x_2 = 36,39 \text{ Ом}; E_2 = 230 \text{ кВ}; E_H = 230 \text{ кВ}; x_{n1} = x_{n2} = 72 \text{ Ом}; x_{n3} = 39,56 \text{ Ом};$$

$$x_{n4} = 100,01 \text{ Ом}; x_{n5} = 67,82 \text{ Ом};$$

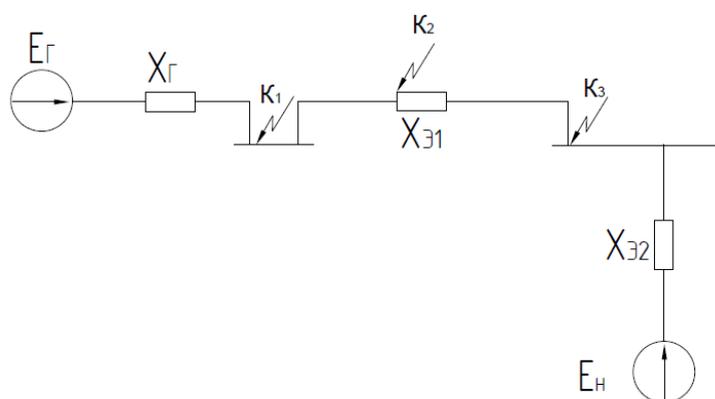


Рисунок 3 – Преобразованная схема замещения

Рассчитаем сопротивления для упрощенной схемы замещения.

$$x_{\mathcal{E}1} = \frac{x_{Л2} \cdot x_{Л1}}{x_{Л2} + x_{Л1}} = 36 \text{ ом} \quad (1)$$

$$x_{\mathcal{E}2} = \frac{\frac{x_{Л3} \cdot x_{Л4} \cdot x_5}{x_{Л3} + x_{Л4}} \cdot \frac{x_T}{2}}{\frac{x_{Л3} \cdot x_{Л4}}{x_{Л3} + x_{Л4}} + x_5} = 20 \text{ ом} \quad (2)$$

Далее произведем расчет для точки К1. Схема замещения выглядит следующим образом.

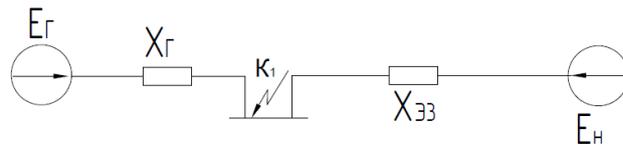


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1

$$x_{\mathcal{E}3} = \frac{x_{\mathcal{E}1} \cdot x_{\mathcal{E}2}}{x_{\mathcal{E}1} + x_{\mathcal{E}2}} = 12,86 \text{ ом} \quad (3)$$

Для начала необходимо выполнить расчет токов действующих со стороны каждой электроустановки, а затем сложить полученные значения.

$$I_1 = \frac{E_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Gamma}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 36,39} = 3,696 \text{ кА} \quad (4)$$

$$I_2 = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot x_{\mathcal{E}3}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 12,86} = 10,459 \text{ кА} \quad (5)$$

$$I_H = I_1 + I_2 = 10,459 + 3,696 = 14,155 \text{ кА} \quad (6)$$

Ниже, на рисунке номер 5 приведена схема замещения для расчета токов трехфазного короткого замыкания в середине линии 220 кВ.

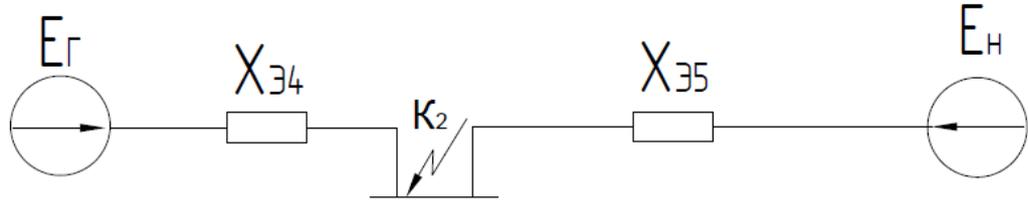


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета КЗ в середине линии

$$x_{34} = x_G + \frac{x_{31}}{2} = 54,39 \text{ ом} \quad (7)$$

$$x_{35} = x_{32} + \frac{x_{31}}{2} = 38 \text{ ом} \quad (8)$$

$$I_1 = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot x_{34}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 54,39} = 2,472 \text{ кА} \quad (9)$$

$$I_2 = \frac{E_H}{\sqrt{3} \cdot x_{35}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 38} = 3,539 \text{ кА} \quad (10)$$

$$I_C = I_1 + I_2 = 5,071 + 1,447 = 6,011 \text{ кА} \quad (11)$$

На рисунке 6 приведена схема замещения участка сети 220 кВ для выполнения расчета токов трехфазного короткого замыкания в конце линии.

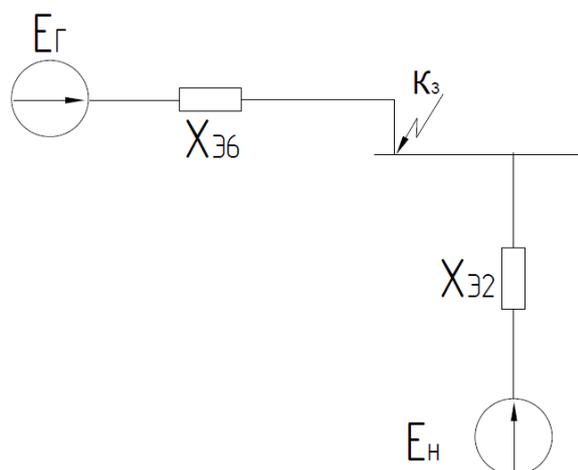


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета КЗ в конце линии

$$x_{\Sigma 6} = x_{\Sigma 1} + x_{\Gamma} = 72,39 \text{ ом} \quad (12)$$

$$I_1 = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot x_{C2}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 72,39} = 1,858 \text{ кА} \quad (13)$$

$$I_2 = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma 2}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 20} = 6,725 \text{ кА} \quad (14)$$

$$I_K = I_1 + I_2 + I_3 = 1,858 + 6,725 = 8,583 \text{ кА} \quad (15)$$

Как правило, расчёт ударного тока короткого замыкания на землю I_{K2} выполняется по хорошо известной формуле [2]

$$i_{y\partial} = \kappa_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (16)$$

Тогда

$$I_H^{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H^{(3)} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 14,155 = 35,628 \text{ кА}$$

$$I_C^{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H^{(3)} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,011 = 15,129 \text{ кА}$$

$$I_K^{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H^{(3)} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,583 = 21,603 \text{ кА}$$

В практических расчетах используют приближенные значения сопротивлений нулевой последовательности, считая, что:

для одноцепных линий без грозозащитных тросов $X_0 = 3,5 X_1$;

для одноцепных линий с грозозащитными тросами $X_0 = 3,0 X_1$;

для двухцепных линий без грозозащитных тросов $X_0 = 5,5 X_1$;

для двухцепных линий с грозозащитными тросами $X_0 = 4,7 X_1$.

Таким образом принимаем коэффициент равным 4,7 при прочих равных формула для расчета токов нулевой последовательности примет вид:

$$I_{m0} = \frac{I_{no}}{4,7} \tag{17}$$

$$I_{m01} = \frac{I_{no1}}{4,7} = \frac{14,155}{4,7} = 3,012 \text{ кА}$$

$$I_{m02} = \frac{I_{no2}}{4,7} = \frac{6,011}{4,7} = 1,279 \text{ кА}$$

$$I_{m03} = \frac{I_{no3}}{4,7} = \frac{8,583}{4,7} = 1,826 \text{ кА}$$

Результаты, полученные в ходе расчета токов короткого замыкания на участке сети 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская», для удобства сведем в таблицу.

В дальнейшем таблица 1 понадобится нам при выборе основного электротехнического оборудования.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания и ударные токи в точках к.з.

Точка КЗ	$I_{\text{нп}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	3,012	14,155	35,628
К2	1,279	6,011	15,129
К3	1,826	8,583	21,603

4 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СТАНЦИИ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя $t_в$ и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 [3].

4.1 Выбор выключателей

Произведем типовой расчет для выбора выключателя на ОРУ и генераторных линиях. Расчёт для выключателей производится аналогично, поэтому для примера, разберем выбор и проверку для выключателей в ветви генератора. Результаты расчётов приведем ниже в отдельных таблицах.

Выбираем элегазовые баковые выключатели серии ВЭБ-220

с пружинным приводом компании ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш. Выключатели ВЭБ-220 предназначены для надежной и экономичной защиты энергоблоков и обеспечения питания собственных нужд. Они выполняют все коммутационные операции во время включения и останова генератора.

Выключатели состоят из трех полюсов, приводимых в движение механизмами гидравлического или пружинного привода. Каждый полюс помещен в алюминиевый корпус, который либо приварен к камере шинопровода, либо подключен к ней при помощи сильфонного соединения. Данная конструкция обеспечивает постоянную неразрывную связь между

генератором и трансформатором. Во время пуска и останова генератора выключатель находится в разомкнутом положении.

При использовании выключателей типа ВЭБ-220 отпадает необходимость в высоковольтном выключателе и отдельном понижающем трансформаторе для питания оборудования собственных нужд. Благодаря этому появляется возможность уменьшения места и затрат при сооружении станции. Таким образом, конструкция электростанции становится более простой, экономичной и надежной.

Выключатели могут работать как в помещении, так и на открытом воздухе под навесом и практически не требуют технического обслуживания. Если необходимость все же возникает, техническое обслуживание может быть выполнено за минимальное время.

Проверим выбранный выключатель по основным параметрам.

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (18)$$

$$220 \leq 252 \text{ кВ}$$

- по номинальному току

$$I_{р.ном} \leq I_{ном} \quad (19)$$

$$1500 \leq 3200 \text{ А}$$

- по отключающей способности

$$I_{откл,ном} \geq I_{ПО}^{(3)} \quad (20)$$

$$50 \geq 8,583$$

- по току включения

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (21)$$

$$50 \geq 8,583$$

- по динамической стойкости

$$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (22)$$

$$50 \geq 21,603$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{отк.выкл.}} + t_{\text{р.з.}} + T_{\text{а}}) \quad (23)$$

$$B_{\text{к}} = 8,583^2 \cdot (0,04 + 3 + 0,02) = 225,42 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (24)$$

$$225,42 \leq 50^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$225,42 \leq 7500 \text{ кА}^2\text{с}$$

где B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$t_{отк}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ($t_{отк} = \tau$).

Таблица 2 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 8,583 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,603 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 8,583 \text{ кА}$	$I_{н,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,603 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 225,42 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

4.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{25}$$

- по току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (26)$$

- по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{\text{нр},c} \quad (27)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр},c} \quad (28)$$

где $i_{\text{нр},c}$, $I_{\text{нр},c}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

Выполняем данные расчеты для каждого из выбранных разъединителей.

Выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РГН–220/1000УХЛ1. Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей. [18]

Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Таблица 3 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 650 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 225,42 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$
$i_{\text{нр},c} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,603 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр},c}$

Из сопоставления данных видно, что разъединитель соответствует условиям.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (29)$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{1ном} \quad (30)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (31)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей; [18]

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{yд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (32)$$

где $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (33)$$

где k_τ – кратность термической стойкости по каталогу
- по максимальной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (34)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (35)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (36)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Выберем трансформаторы тока для секционных выключателей и линий, отходящих на трансформатор. В таблице 4 вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка ВА
Амперметр	ЭА-335	1,5
Вольтметр	ЭВ-335	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Счетчик энергии	ЕА05RL	2
Итого		4,5

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 4,5 \text{ ВА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (37)$$

где r_k - сопротивление контактов ($r_k = 0,1 \text{ Ом}$)

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (38)$$

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 0,7 - 0,18 - 0,1 = 0,42 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}} \quad (39)$$

где L – длина соединительных проводов определяемая по таблице 5;

ρ – удельное сопротивление провода (для меди $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$)

Таблица 5 – Длина соединительных проводов

Ветвь	Длина, м
220 кВ	100-150

$$S = \frac{150 \cdot 0,0175}{0,42} = 6,52 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель марки КРВГ сечением 8 мм^2 .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (40)$$

$$r_{np} = \frac{150 \cdot 0,0175}{8} = 0,328 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0,328 + 0,1 + 0,18 = 0,608 \text{ Ом}$$

Выбираем трансформатор тока ТВГ-220. Трансформаторы тока применяются для работы внутри конструкции других аппаратов, например, в конструкции элегазовых баковых выключателей, силовых трансформаторов, комплектных распределительных устройств или других, обеспечивающих изоляцию трансформатора от цепи высокого напряжения в электрических сетях переменного тока. Трансформатор предназначен для эксплуатации в районах, соответствующих климатическому исполнению трансформатора, невзрывоопасной окружающей средой, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию по ГОСТ 15150. [14]

Трансформатор обеспечивает:

1) пропорциональное преобразование переменного тока в цепи высокого напряжения в ток, приемлемый для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных приборов или устройств защиты;

Таблица 6 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 252 \text{ кВ}$	$U_{сетей} = 220 \text{ кВ}$	$U_{сетей} \leq U_n$
$I_n = 8000 \text{ А}$	$I_P = 1500 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$

1	2	3
$Z_n = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,608 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,603 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 225,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (41)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. [8]

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч.}$

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \quad (42)$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 4,5 \text{ ВА}$$

К установке принимаем заземляемый однофазный трансформатор напряжения с литой изоляцией ЗНОГ-220.

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 252 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 150 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,2)	$S_p = 4,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

4.5 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, подвесных и проходных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов производится по условиям:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке.

Проходные изоляторы выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, по допустимой нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие[7]:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \tag{43}$$

Производим выбор опорных изоляторов на сборные шины 220 кВ:

- по номинальному напряжению: $U_{уст} < U_{ном}$;

- по допустимой перегрузке: $F_{расч} < F_{дон}$.

Выбираем для РУ 220 кВ опорный изолятор наружной установки марки: ОСК-8-220-В-4 УХЛ1 с данными: $U = 220$ кВ; $U_{max} = 950$ кВ; $F_{min} = 8$ кН; Высота = 2300 мм.

Изолятор ОСК-8-220-В-4 УХЛ1 (опорный, стержневой, кремнийорганический), предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах (РУ) электрических станций и подстанций переменного тока напряжением 220 кВ частотой 50 Гц.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 8 = 4,8 \text{ кН} \quad (44)$$

Расчётная сила:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд.К2}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (45)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{42,84^2}{1,5} \cdot 1,2 \cdot 1,48 \cdot 10^{-7} = 0,376 \text{ кН}$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины.

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{340}{230} = 1,48 \quad (46)$$

Учитывая данные расчеты проверяем ОСК-8-220-В-4 УХЛ1.

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ОСК-8-220-В-4 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} > U_{уст}$
$F_{доп} = 4,8 \text{ кН}$	$F_{расч} = 0,376 \text{ кН}$	$F_{доп} > F_{расч}$

Данный изолятор прошел проверку и годен к эксплуатации.

4.6 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки [9].

На стороне напряжения 220 выбираем PEXLIM Q с параметрами:

Произведём проверку ОПН:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z_{волн}} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (47)$$

$$\mathcal{E} = \frac{661,7 - 439}{470} \cdot 439 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 749 \text{ кДж}$$

$$U = \frac{U_o}{1 + k \cdot l \cdot U_o} \quad (48)$$

$$U = \frac{900}{1 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,7 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (49)$$

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (50)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{749}{220} = 3,4 \text{ кДж/кВ}$$

$$3,65 < 7,8 \text{ кДж}$$

ОПН прошёл проверку, а значит годен к эксплуатации.

Со стороны низкого напряжения блочного трансформатора и на высокой стороне трансформатора собственных нужд выбираем ОПН марки PEXLIM R с параметрами:

Таблица 9 – Характеристики PEXLIM R

Напряжение сети	24-170 кВ
Номинальное напряжение ОПН	18-144 кВ
Классификационное напряжение	10 кВ
Удельная энергоемкость	2,5 кВ

4.7 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. На электростанциях применяют свинцовые аккумуляторные батареи стационарные для коротких разрядов СК или с намазанными пластинами СН.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [6].

Токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются:

- для разряда при начальной температуре электролита 10° С – 21 А;
- при 25° С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}} \quad (51)$$

$$n_0 = \frac{220}{2,15} = 103 \text{ элемента}$$

элемента

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,15 В).

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{220}{2,6} = 85 \text{ элемента}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется общее число элементов батареи n :

$$n_{220} = \frac{220}{1,75} = 126 \text{ элемента}$$

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J} \quad (52)$$

где I_{AB} – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, складывающаяся из аварийного тока освещения (160 А) и постоянной части (20 А), А;

1,05 – коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{180}{21} = 9$$

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера и по этому номеру выбираем аккумуляторные батареи серии GroE 300.

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX} \quad (53)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{ПР} + I_{ПОСТ} \quad (54)$$

где I_{IP} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

$$I_{T.MAX220} = 160 + 20 + 56 = 236 \text{ А} \quad 414 \geq 236$$

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть $0,03 \cdot N$. Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 0,03 \cdot N + I_{II} \quad (55)$$

где I_{II} – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{ПЗ220} \geq 1,05 \cdot 10 + 20 = 30,5 \text{ А}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (56)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot 103 = 219,3 \text{ В}$$

В качестве подзарядных устройств применяем выпрямительные агрегаты с твердыми выпрямителями, типа ВАЗП-260/100-80/50М, на напряжение 260-110 В и ток 80-50 А.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда

$$I_A = 5 \cdot N + I_{II} \quad (57)$$

$$I_{A110} = 5 \cdot 10 + 20 = 75 \text{ А}$$

и напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (58)$$

$$U_{3220} = 2,75 \cdot 126 = 346,5 \text{ В}$$

4.8 Выбор марки и сечения провода для ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС

Для расширения открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции Призейская в связи со строительством второй линии 220 кВ Зейская ГЭС – подстанция Призейская требуется выбрать гибкую ошинокку для дополнительной ячейки, устанавливаемой в ходе реконструкции

Выбор будем производить по максимальному рабочему току и по условиям коронирования линии. [9]

Выберем сечение провода для гибкой ошиновки ОРУ 220 кВ.

1) Выберем сечение по допустимому току:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (59)$$

$$I_{p.\max 2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,525 \text{ кА}$$

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети. [24]

Для напряжения 220 кВ выбираем провод АС-300/39 с длительно допустимым током 690 А.

2) Проверка выбранного сечения на нагрев провода:

$$I_{\text{дон}} > I_{\text{раб. макс}} \quad (60)$$

$$690 > 525$$

3) Проверка выбранного сечения по условию короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (61)$$

E – напряжение электрического поля около поверхности провода, кВ/см.

E_0 – наличие критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (62)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатости поверхностей 0,82. r_0 – радиус поворота, см. Напряженность поля около поверхности провода:

$$E = r_0 \cdot \lg \frac{0,354 \cdot U}{\frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{эк}}}} \quad (63)$$

где D – межфазное расстояние, 220 кВ-1800мм; 110 кВ-100 мм; 35 кВ-400мм,

$r_{\text{эк}}$ – эквивалентный радиус поворота.

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{0,354 \cdot 220}{\frac{2,16 \cdot 180}{2,16}} = 10,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,16}}\right) = 28,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$1,07 \cdot 10,5 = 11,235 \leq 23,94 = 0,9 \cdot 28,82$$

Все условия выполняются. Окончательно принимаем к установке гибкие шины из сталеалюминевых проводов АС-300/39

5 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общие положения

Здания, сооружения и силовое оборудование на электростанциях должно быть заземлено. В этом числе к заземлению должно присоединять оборудование ОРУ.

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

5.2 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [15].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (73)$$

$$S = (259 + 2 \cdot 1,5) \cdot (170 + 2 \cdot 1,5) = 45153 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (74)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (75)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (76)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (77)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 9$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (78)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 45153}{9} = 10034 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (79)$$

$$m = \frac{10034}{2 \cdot \sqrt{45153}} - 1 = 22,61$$

Принимаем: $m = 23$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (80)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 9,09 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (81)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{45153} \cdot (10 + 1) = 10034 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 8 \cdot 5 = 40 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (82)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{45153}}{40} = 21,24$$

Принимаем: $n_B = 22$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [12]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (83)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [12]:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (84)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (85)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (86)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента k производим по

формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{45153}} + \frac{1}{4411 + 20 \cdot 5} \right) = 0,07 \text{ Ом}$$

где - A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{45153}} = 0,025;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,42$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (87)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{45153}}{(32 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,94;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \quad (88)$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,15 \cdot 2,94 = 0,44$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

5.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0.995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0.95 и $U \geq 750$ кВ.

Высота молниеотвода:

$$h = 35 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 20 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 10 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 35 = 29,75 \text{ м}; \quad (89)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 29,75) \cdot 29,75 = 30,95 \text{ м}; \quad (90)$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $h < L_{\text{ли}} < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 30,95 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$\begin{aligned} h_{CX} &= h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h) = \\ &= 29,75 - (0,17 + 0,0003 \cdot 35) \cdot (20 - 35) = 32,46 \text{ м}; \end{aligned} \quad (91)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right) = 30,95 \cdot \left(\frac{32,46 - 20}{32,46} \right) = 11,88 \text{ м}; \quad (92)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{эф}}} \right) = 29,75 \cdot \left(1 - \frac{10}{30,95} \right) = 20,14 \text{ м}. \quad (93)$$

Проверка образования единой зоны защиты: $r_{CX1,4} > 0$.

$0,69 > 0$ – условие выполняется, следовательно, построена единая зона защиты многократного молниеотвода.

Подстанция «Призейская» 220/35/6кВ относится к первой категории по молниезащите.. Для защиты объектов этой категории применяем стержневой

молниеотвод. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 60$ м представляет собой конус (Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого сооружения h_x представляет собой круг радиусом r_x).

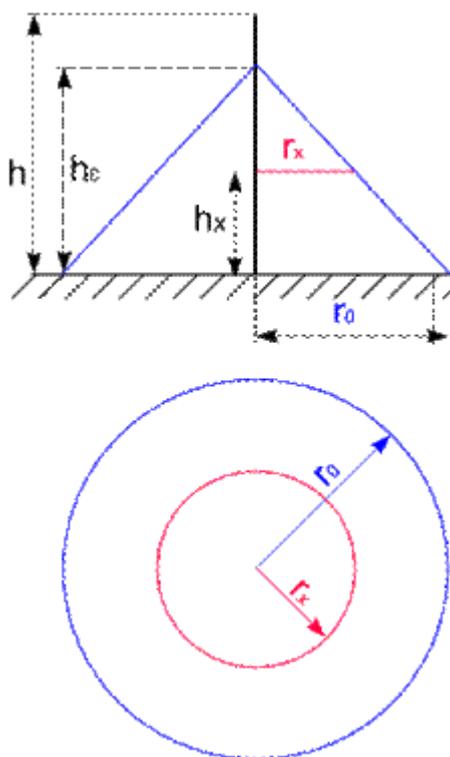


Рисунок 7 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Для наглядности в таблице ниже приведены молниеотводы, которые требуется дополнительно установить на ПС 220 кВ Призейская.

Таблица 10 - Расстановка молниеотводов на территории подстанции

Молниеотводы	$h, м$	$r_{сз}, м$	$r_0, м$
9, 10	35	20,14	30,95

5.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [15].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (94)$$

где $U_{50\%}$ – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (95)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [15]:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (96)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{III} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{он} \cdot p_{он}) \quad (97)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

η_{np} – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$ – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (98)$$

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{он_зон} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{np} + \delta_{он} \cdot p_{он} \cdot \psi_{он}) \quad (99)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз_ч}$ – Число грозových часов;

$l_{он_зон}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$ – Количество отходящих линий;

$k_э$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

$\Psi_{пр}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\Psi_{он}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{он}$ – Доля грозových ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (100)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз. Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1259 лет. Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

6 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ЛИНИИ 220 КВ «ЗЕЙСКАЯ ГЭС – ПС ПРИЗЕЙСКАЯ»

Релейная защита ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС на базе терминала ШЭ2607 включает в себя:

- 1) продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);
- 2) дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту;
- 3) защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);
- 4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

Установка второй быстродействующей защиты предусматривается на особо ответственных линиях напряжением 110-220 кВ, если при отказе срабатывания или выводе из действия основной быстродействующей защиты отключение короткого замыкания на линии резервной защитой с выдержкой времени может привести к нарушению устойчивости нагрузки, к нарушению технологии особо ответственных производств, надежной работы атомных станций, а также требований экологии. [16]

Две основные быстродействующие защиты должны устанавливаться на кабельных и кабельно-воздушных линиях, а также на воздушных линиях в местах массовой застройки.

В качестве второй быстродействующей защиты может быть использован комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих или блокирующих сигналов.

Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться высокочастотные каналы связи (ВЧКС), кабельные линии связи (КЛС) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС). При наличии ВОЛС предпочтение следует отдавать варианту с ДЗЛ.

Необходимо, чтобы ступенчатые защиты также входили в терминалы ДФЗ и ДЗЛ.

В зависимости от типа и количества каналов связи между подстанциями необходимо использовать один из следующих вариантов исполнения защит ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС:

- ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВЧКС):
- ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ
- КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов + КСЗ
- ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВОЛС)
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ
- ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВЧКС)
- ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов
- КСЗ с передачей разрешающих сигналов + КСЗ с передачей блокирующих сигналов
- ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВОЛС)
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит
- ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (ВОЛС + ВЧКС)
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДФЗ с функциями ступенчатых защит. [18]

Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

В нашем же случае в качестве основной защиты будет продольная дифференциальная защита линии (ДЗЛ), а в качестве резервных будет комплект ступенчатых защит, который включает в себя дистанционную защиту (ДЗ) и токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП). [19]

6.1 Расчет продольной дифференциальной защиты линии

Принцип действия продольных дифференциальной защиты линии основан на сравнении значения и фазы токов в начале и конце защищаемой ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС. Сравнение токов по значению и фазе осуществляется в реагирующем органе (реле тока). Для этой цели вторичные обмотки ТТ, установленных по концам защищаемой ЛЭП и имеющих одинаковые коэффициенты трансформации, при помощи соединительного кабеля подключаются к дифференциальному реле (реагирующему органу) таким образом, чтобы при внешнем КЗ ток в реле был равен разности токов, а при КЗ на ЛЭП их сумме.

Современные устройства ДЗЛ могут сравнивать: 1) мгновенные значения токов (выборки токов) по концам ЛЭП; 2) вектора токов по концам ЛЭП.

В первом случае производится передача оцифрованных мгновенных значений токов на другой конец ЛЭП. Использование мгновенных величин токов позволяет иметь малые времена срабатывания ДЗЛ. Однако это требует принятия дополнительных мер для предотвращения неправильных действий защиты при насыщении измерительных ТТ.

Современные устройства ДЗЛ имеют ряд преимуществ по сравнению с другими устройствами защит ЛЭП с абсолютной селективностью –

дифференциально-фазной защитой (ДФЗ) и направленной защитой с высокочастотной блокировкой (ВЧБ):

1) пофазное сравнение токов в ДЗЛ позволяет выполнить естественный и надёжный выбор повреждённых фаз. Как известно, при реализации ДФЗ и ВЧБ применяют комбинированные фильтры, преобразующие трёхфазную систему токов в однофазную, для того чтобы обеспечить защиту трёх фаз ЛЭП, используя только один ВЧ-канал.

2) ДЗЛ может применяться в сетях со слабым источником питания, а также для защиты тупиковых ЛЭП 110-220 кВ. Необходимость установки быстродействующей защиты может возникнуть на тупиковых ЛЭП 110-220 кВ, питающих крупные промышленные предприятия с непрерывным производственным процессом, критичных к длительной просадке напряжения.

3) ДЗЛ может применяться для защиты кабельных и ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС.

Уставка выбирается исходя из условий отстройки:

- от емкостного тока линии;
- от тока небаланса максимального нагрузочного режима.

В случае необеспечения коэффициента надёжности отстройки от небаланса внешнего КЗ уставку необходимо загрузить. [20]

Отстройка от емкостного тока линии осуществляется по следующей формуле:

$$I_{\text{ДФФ}} \geq (2,5 \div 3) \cdot I_{\text{ЕМК}}, \quad (101)$$

$$I_{\text{ЕМК}} = \frac{2 \cdot \pi}{\sqrt{3}} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot f_{\text{НОМ}} \cdot C_{\text{уд.линии}} \cdot I_{\text{ЛЭП}}, \quad (102)$$

где $I_{\text{ЕМК}}$ – емкостной ток ЛЭП; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ЛЭП;
 $f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота ЛЭП; $l_{\text{ЛЭП}}$ – длина линии электропередачи;
 $C_{\text{уд.линии}}$ – удельная емкость ЛЭП.

$$I_{\text{ЕМК}} = \frac{2 \cdot 3,14}{\sqrt{3}} \cdot 220000 \cdot 50 \cdot 0,0342 \cdot 10^{-6} \cdot 34,3 = 46,84 \text{ А}$$

$$I_{\text{ДИФФ}} \geq (2,5 \div 3) \cdot 46,84 = 140,52 \text{ А}$$

Отстройка от тока небаланса максимального нагрузочного режима:

$$I_{\text{ДИФФ}} \geq 0,2 \cdot I_{\text{РАБ МАКС}}, \quad (103)$$

где $I_{\text{РАБ МАКС}}$ – максимальный рабочий ток, протекающий по ЛЭП;

$$I_{\text{ДИФФ}} \geq 0,2 \cdot 525 = 105 \text{ А.}$$

При внешнем КЗ во вторичной цепи ТТ возникает небаланс, обусловленный погрешностями ТТ в условиях переходного процесса. Его величину можно оценить как:

$$I_{\text{ДИФФ ВНЕШ}} = I_{\text{НБ}} = I_{\text{К max}}^{(3)} \cdot \varepsilon, \quad (104)$$

где $I_{\text{К max}}^{(3)}$ – максимальный трехфазный ток короткого замыкания «за спиной» защиты; ε – относительная погрешность ТТ.

$$I_{\text{ДИФФ ВНЕШ}} = 8583 \cdot 0,1 = 858,3 \text{ А.}$$

Расчет тормозного тока:

$$I_{\text{ТОРМ}} = I_{\text{ДИФФ}} + \varepsilon \cdot I_{\text{НБ}}; \quad (105)$$

$$I_{\text{ТОРМ}} = 105 + 0,1 \cdot 858,3 = 190,23 \text{ А.}$$

Расчет показал, что при данном повреждении защита сработает ложно. Необходимо дальнейшее закругление уставки, исходя из условия отстройки от небаланса внешнего КЗ:

$$I_{\text{ДИФФ}} > I_{\text{НБ}} \cdot (K_{\text{Н}} - \varepsilon), \quad (106)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности; $K_{\text{Н}} = 1,5$.

$$I_{\text{ДИФФ}} > 858,3 \cdot (1,5 - 0,1) = 1201,62 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К min}}^{(2)}}{I_{\text{ТОРМ}}} = \frac{I_{\text{К min}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФФ}} + \varepsilon \cdot I_{\text{К min}}^{(2)}}, \quad (107)$$

где $I_{\text{К min}}^{(2)}$ – двухфазный ток КЗ в минимальном режиме системы.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1839}{1201,62 + 0,1 \cdot 1839} = 1,32.$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности может принимать значение от 1,2 до 2,0. В нашем случае на практике данный коэффициент так же допустим для защиты.

6.2 Расчет дистанционной защиты

Дистанционными называют направленные защиты с относительной селективностью, выполняемые с использованием реле минимального сопротивления.[17]

Основным элементом дистанционной защиты является дистанционный орган, определяющий удаленность КЗ от места установки защиты. В качестве органа используется реле сопротивления.

ДЗ состоит из:

- 1) I ступень по уставке срабатывания охватывает 80% длины защищаемой линии (это основная ступень, работающая при КЗ на ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС).
- 2) II ступень защищает 100% линии и шины своей и противоположной подстанции (именно она заводится на все виды ускорений).
- 3) III ступень используется для дальнего резервирования, т.е. должна работать при отказе защит на смежных присоединениях.

Расчет данной защиты производим с помощью программы ТКЗ 3000:

Первичное сопротивление срабатывания $Z_{с.з.}^I$ выполняется без выдержки времени.

Рассчитываем уставку для первой зоны ДЗ:

Для защищаемой линии получаем уставку: $Z_1=12,8$ Ом.

Так как на смежной линии 220 кВ «Зейская ГЭС - Призейская» так же используется данная защита, то целесообразно согласовать вторую ступень защищаемой линии с первой ступенью смежной линии.

Рассчитываем вторую зону ДЗ через согласование со смежной линией «Зейская ГЭС - Призейская» с уставкой: $Z_1=14,3$ Ом.

Получаем уставку: $Z_2=23,2$ Ом.

Для правильной работы защиты (обеспечения селективности и чувствительности) необходимо выполнить проверку чувствительности каждой ступени ДЗ по току точной работы при КЗ между тремя фазами в расчетной точке. Для второй ступени при КЗ в конце защищаемой линии или на наиболее удаленной отпайке, для третьей ступени – в конце зоны резервирования в минимальном режиме работы питающей сети при максимальной подпитке ответвительных ПС (при их наличии).

Определяем коэффициент чувствительности для второй зоны ДЗ при минимальном режиме работы при $Z_2=23,2$ Ом: $K_{\text{ч}}=1,51$.

Согласно ПУЭ чувствительность второй ступени ДЗ к металлическим м/ф КЗ в конце линии и на шинах ответвительных ПС должна быть не ниже 1.25, при наличии третьей ступени, а для третьей ступени ДЗ не ниже 1.5 при КЗ на своей линии и не ниже 1.2 – при КЗ в зоне резервирования.

1.3 Выбор сопротивления срабатывания и выдержки времени срабатывания третьей ступени ДЗ аналогичен, с тем лишь исключением, что условие согласования выполняется со второй или третьей ступенями смежной линии.

За сопротивление срабатывания принимается сопротивление, удовлетворяющее всем расчетным для рассматриваемого случая условиям, т.е. наименьшее из сопротивлений, полученных в результате расчетов.

Рассчитываем третью ступень ДЗ через согласование со второй и третьей ступенями смежной линии «Призейская – Зейская ГЭС»:

Уставки для согласования: $Z_2=24$ Ом; $Z_3=165$ Ом.

Получаем уставку: $Z_3=330$ Ом.

Выполняем отстройку от нагрузки: $I_{\text{н}}=710$ А.

В результате получаем: $K_{\text{ч}}=2,0$.

При КЗ в одном из трансформаторов и отключении питающей линии включение последней в работу и восстановление питания ПС производится с помощью АПВ.

Выбор времени срабатывания защиты.

I ступень ДЗ

На ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС, в которой возможны качания, ступень должна быть заведена под блокировку. Для линий, не имеющих ответвительных ПС, рекомендовано собственное время срабатывания ступени (0,04с). Для линий, питающих ответвительные ПС с выключателем или ОД и КЗ на высокой стороне, необходимо вводить небольшое замедление ступени, чтобы дать отработать быстродействующим защитам при КЗ на высокой стороне или в самом трансформаторе (0.05сек дополнительно к собственному времени).

II ступень ДЗ

Для ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС, в которой возможны качания, уставка ступени с первой выдержкой времени должна быть заведена под блокировку, если время срабатывания 1 – 1,5 сек и должна быть согласована с блокируемой выдержкой времени защит предыдущих ВЛ. Вторая выдержка времени выбирается по согласованию с неблокируемой выдержкой времени защит предыдущих ВЛ. $\Delta t=0,25-0,3$ сек, если согласовываются защиты на микропроцессорной базе, $\Delta t=0,4-0,5$ сек, если согласование выполняется с электромеханическими или статическими (микроэлектронными) УРЗ.

III ступень ДЗ

Поскольку ступень выполняет функции дальнего резервирования и есть возможность резервирования отключения КЗ за трансформаторами ответвительных ПС на линии должно быть выполнено согласование с уставкой МТЗ на высокой стороне трансформатора. $\Delta t=0,25-0,3$ сек, если согласовываются защиты на микропроцессорной базе, $\Delta t=0,4-0,5$ сек, если согласование выполняется с электромеханическими или статическими (микроэлектронными) УРЗ.

Если ступень отстроена от КЗ за трансформаторами ответвительных ПС, то время срабатывания выбирается по согласованию с защитами предыдущих или параллельной ВЛ.

Сведём полученные результаты в таблицу:

Таблица 11 – Уставки дистанционной защиты

	I зона	II зона	III зона
Z, Ом	12,8	23,2	330
$t_{с.з.}$, с	0,04	1,2	4,5

6.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности

В сетях 110 кВ и выше большое распространение получила ступенчатая ТЗНП. Ступенчатая релейная защита предназначена для устранения токов КЗ на землю.[18]

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) выполнена четырехступенчатой и содержит следующие основные измерительные органы:

- цифровые измерительные органы тока четырех ступеней (в руководстве по эксплуатации - реле тока);

- цифровые измерительные органы направления мощности (в руководстве по эксплуатации - разрешающее реле направления мощности РНМр и блокирующее реле направления мощности РНМб).

Реле тока включены на ток нулевой последовательности и имеют широкий диапазон уставок срабатывания. Реле направления мощности включены на ток и напряжение нулевой последовательности.

Контроль направленности I и II ступеней защиты выполнен с использованием разрешающего реле направления мощности. Контроль направленности III и IV ступеней – с использованием блокирующего или разрешающего реле направления мощности.

ТЗНП состоит из:

- 1) Первая ступень, действует без выдержки времени, охватывает 40-60% длины линии, остальные ступени имеют выдержки времени.
- 2) Вторая ступень, охватывает 90-100% длины линии.
- 3) Третья ступень, надежно охватывает линию до шин противоположной подстанции.

4) Четвертая ступень применяется для дальнего резервирования.

В соответствии с ПУЭ для цифровых токовых реле должны обеспечиваться следующие минимальные значения коэффициентов чувствительности:

- при повреждении в конце защищаемой линии –1,5 по току и напряжению;
- при повреждении в конце зоны резервирования –1,2 по току и напряжению.

Расчет ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности в общем случае сводится к определению:

- Тока срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней защиты;
- Чувствительности защиты.

Отстройка от тока небаланса при качаниях не производится, в предположении, что I и II ступени защиты отстроены от этого режима по току срабатывания, а более чувствительные ступени не будут срабатывать в связи с тем, что время действия этих ступеней больше периода качаний.

6.4 Расчет АПВ линии

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение (АПВ) ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС и сборных шин (ошиновок) открытых распределительных устройств.

На воздушной линии электропередачи 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС, обходном выключателе, шинах (ошиновке) напряжением 110-220 кВ должно применяться 3-фазное АПВ с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

При выполнении АПВ должно быть реализовано:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета АПВ от внешних устройств;

- оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) удаленного доступа;

- разные выдержки времени АПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

На линиях с двухсторонним питанием при обосновании должны предусматриваться следующие виды контроля цепи пуска АПВ:

- с контролем отсутствия напряжения на линии (шинах) и наличия напряжения на шинах (АТ, Т);

- с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии (АТ, Т);

- с контролем наличия синхронизма напряжений на линии и на шинах.

Расчет АПВ производится по трем критериям:

- По условию деионизации среды;

- По условию готовности привода выключателя к повторному включению после отключения;

- По выдержкам последним ступеней резервных защит

Из всех вышеперечисленных условий выбирается вариант с самой большой выдержкой времени.

По условию деионизации среды время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения должно определяться по выражению:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{Д}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (108)$$

где $t_{\text{Д}}$ – время деионизации. Для сетей 220 кВ рекомендуется принимать $t_{\text{Д}}=0,3-0,4$ с; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса. Принимается $t_{\text{ЗАП}}=0,4-0,5$ с.

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с}.$$

По условию готовности привода выключателя $t_{Г.П.К}$ повторному включению после отключения:

$$t_{АПВ} \geq t_{Г.П} + t_{ЗАП}, \quad (109)$$

где, $t_{Г.П}$ – время готовности привода. Принимается равным $t_{Г.П}=0,4-0,5$ с.;

$t_{ЗАП}$ – время запаса. Принимается равным $t_{ЗАП}=0,3-0,5$ с.

$$t_{АПВ} \geq 0,4 + 0,5 = 0,9\text{с.}$$

При выборе выдержки времени АПВ с двухсторонним питанием принимается третье условие:

$$t_{АПВ} = t_{С.32} - t_{С.31} + t_{ОТК2} - t_{ОТК1} + t_{Д} - t_{ВЛК1} + t_{ЗАП}, \quad (110)$$

где, $t_{С.31}$, $t_{ОТК1}$, $t_{ВЛК1}$ - наименьшие выдержки времени первой ступени защиты, времена отключения и включения выключателя на конце расчетной линии; $t_{ВЛК1}$ - 0,062 с (для элегазового выключателя); $t_{С.32}$, $t_{ОТК2}$ - выдержка времени второй (третьей) ступени защиты и время отключения выключателя с противоположной стороны линии; $t_{Д}$ - время деионизации; $t_{ЗАП}$ - время запаса;

Если принять для упрощения $t_{ОТК1}=t_{ОТК2}$ и $t_{С.31}=0$, то:

$$t_{АПВ1} = 1,5 + 0,3 - 0,062 + 0,6 = 2,24\text{с.}$$

Для того, чтобы замыкание транзита происходило при угле, меньшем максимально допустимого по расчету значения $\phi_{\text{MAX}} = 40^\circ$, угол срабатывания реле KSS выбирается по формуле:

$$\phi_{\text{C.P}} = \phi_{\text{MAX}} \cdot \frac{t_{\text{АПВ1}}}{k_{\text{H}}(1 + k_{\text{B}})t_{\text{ВЛК1}} + t_{\text{АПВ1}}} ; \quad (111)$$

$$\phi_{\text{C.P}} = 40 \cdot \frac{2,24}{1,1 \cdot (1 + 0,8) \cdot 0,062 + 2,24} = 38^\circ .$$

Таким образом была запроектирована релейная защита ЛЭП 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС базе терминала ШЭ2607. Расчет и выбор уставок по току и времени соответствующих защит производился согласно ПУЭ 7 издание и дополнительной литературе в части РЗАиА. Комплект защит в купе с АПВ позволит эксплуатировать воздушную линию без потери надежности и обеспечит сохранность электротехнического оборудования в случае возникновения токов короткого замыкания или схлестывания проводов на линии.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проектирование расширения ОРУ 220 кв ПС Призейская в связи со строительством второй ЛЭП 220 кВ, соединяющей между собой ПС Призейскую и Зейскую ГЭС необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

7.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно – изыскательские работы и другие затраты.

Капитальные затраты на реконструкцию имеют следующие составные элементы:

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительные-монтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики. Расчет капиталовложений и амортизационных отчислений для основного оборудования сведём в таблицу 12.

Таблица 12 – Стоимость выключателей основного оборудования

№	Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, тыс. руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тыс. руб
1	Выключатель ВЭБ-220	134921,04	6,4	11 130
2	Разъединитель РГН–220	37606,80	6,4	2 407
3	Изолятор ОСК-8-220	726,00	6,4	46
4	Трансформатор напряжения ЗНОГ-220	1089,00	6,4	70
5	Трансформатор тока ТВГ-220	3049,20	6,4	195
6	ОПН РЕХЛИМ R	943,80	6,4	60
7	Итого:	178335,84	6,4	13908,23

Так как стоимость элементов дана в ценах 2021 г, то в пересчете не нуждается.

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения по состоянию на 2021 г. [19]:

$$K_{пост} = 22,18 \text{ \%}.$$

Где

2 % -временные здания и сооружения;

8 % -проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

9 % -прочие работы и затраты;

3,18 % -содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль

$$K = K_{OB} + K_{пост} \text{ млн. руб.} \quad (112)$$

Подставив данные из таблицы 12 в формулу 112 получим:

$$K = 178335,84 + 0,2218 \cdot (178335,84) = 217890,729 \text{ тыс.руб}$$

7.2 Амортизационные отчисления

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (113)$$

$\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i-го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (114)$$

$T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 15 лет.

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{15} = 0,064$$

$$I_{ам} = 178335,84 \cdot 0,064 = 13908,23 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_w = \Delta W \cdot C_w \quad (115)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

C_w – удельная стоимость потерь электроэнергии руб./кВт·ч.

При $T_m=4886$ часов, $\tau=3034$ находим удельную стоимость потерь:

$$C_w = 0,88 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \tau \quad (116)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода, кВт;

T – время работы ПС, ч, $T=8760$ ч;

ΔP_k – активные потери к.з., кВт;

τ – время максимальных потерь.

Для ТДТН – 25000/220 $\Delta P_x=24$ кВт, $\Delta P_k=140$ кВт

$$\Delta W = 24 \cdot 8760 + 140 \cdot 3034 = 638034 \text{ кВт·ч}$$

Тогда затраты на возмещение годовых потерь электроэнергии:

$$I_w = 638034 \cdot 0,88 = 561469,82 \text{ руб}$$

Годовые эксплуатационные издержки проектируемого варианта составляют:

$$I_w = 13908,23 + 561,46982 \cdot 0,88 = 14469,699 \text{ тыс.руб}$$

7.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии за год

Выручка от продажи электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\text{э}} = W_{\text{год}} \cdot b \quad (117)$$

где b – ставка за потребленную электроэнергию (принимается равной 2.74руб/кВт·ч);

$W_{\text{год}}$ – годовой расход электроэнергии, составляет примерно $0,55 \cdot 10^9$ кВт.ч

$$I_w = 0,55 \cdot 10^9 \cdot 2,74 = 1,507 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Прибыль определяются по формуле:

$$П = I_{\text{э}} - I_w - Н = 1,507 \cdot 10^9 - 0,145 \cdot 10^7 - 0,3014 \cdot 10^9 = 1,20415 \cdot 10^9 \text{ руб} \quad (118)$$

7.4 Расчет эффективности инвестиций

Проверка эффективности инвестиций включает в себя следующие показатели:

1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД).
2. Срок окупаемости.
3. Индекс доходности.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{\tau} (R - Z) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (119)$$

где

R_t – результаты (доходы), достигаемые на t -том шаге расчета;

Z – затраты (капитальные вложения и текущие затраты за минусом амортизации, так как они являются одним из источников финансирования инвестиционного проекта);

I – сумма инвестиций;

E – норма дисконта;

t – номер шага.

Подробный расчет основных показателей выполним в программе Mathcad и отразим в приложении.

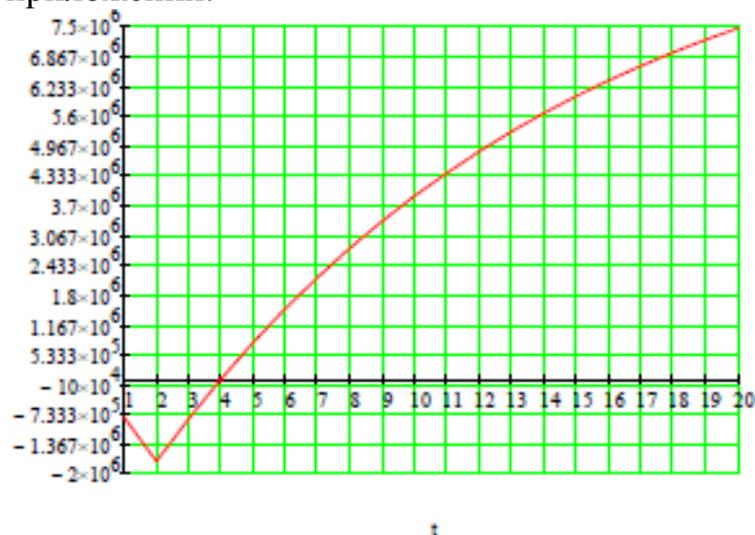


Рисунок 8 – Графическое представление сроков окупаемости

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 217890 тыс руб. составит 2,4 года, дисконтированный срок окупаемости составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1,429$). Рентабельность проекта составит 52,5% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном дипломном проекте предложен вариант реконструкции ПС 220 кВ Призейская в Амурской области обусловленной строительством второй цепи линии 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская

Для повышения надёжности потребителей электроэнергии, запитанных от ПС 220 Призейская было принято решение добавить дополнительную ячейку трансформаторы ТДТН-25000/220/35/10 остались без изменений.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по реконструкции подстанции 220/35/10 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации.

8.1 Безопасность

ОРУ (открытое распределительное устройство) - это высоковольтное распределительное устройство, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока номинальной частоты.

Ячейка ОРУ представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др.

На безопасность могут оказывать влияние следующие факторы, обусловленные работой таких установок, как силовые трансформаторы, ЛЭП, а также спецификой работы персонала:

- воздействие электрических и магнитных полей;
- шумовое воздействие;
- опасность поражения электрическим током;
- повышенное значение напряжения в электрической сети;
- опасность падения с высоты;

- недостаточная освещенность.

Для защиты людей от поражения электрическим током проектом предусматривается заземление электроустановок напряжением 380/220В в сети с глухозаземленной нейтралью, защитное отключение, уравнивание потенциалов. [2]

Все металлические нетоковедущие части электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220 В, нормально не находящиеся, но могущие оказаться под напряжением, должны быть заземлены путем присоединения к заземленному нулевому проводу сети 380/220В, в качестве заземляющего проводника используются нулевые защитные проводники.

Заземляющую шину следует обозначить полосами желто-зеленого цвета, выполненными краской или клейкой двухцветной лентой. Изолированные проводники уравнивания потенциалов должны иметь изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами.

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание оборудования, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты» и «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

8.1.1 Воздействие электрического и магнитного полей

После ввода в действие ОРУ 220 кВ электрооборудование 220 кВ будет находиться на закрытой территории, а токоведущие части в местах доступных

только для квалифицированного персонала. При таком исполнении оборудование ОРУ 220 кВ не является источником ЭП и МП, таким образом, уровень напряженности ЭП и МП не повысится за пределами территории станции и на ближайшей жилой зоне. [8]

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется путем проведения организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий.

Организационные мероприятия при проектировании и эксплуатации оборудования, являющегося источником ЭМП или объектов, оснащенных источниками ЭМП, включают:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- выделение зон воздействия ЭМП (зоны с уровнями ЭМП, превышающими предельно допустимые, где по условиям эксплуатации не требуется даже кратковременное пребывание персонала, должны ограждаться и обозначаться соответствующими предупредительными знаками);
- расположение рабочих мест и маршрутов передвижения обслуживающего персонала на расстояниях от источников ЭМП, обеспечивающих соблюдение ПДУ;
- ремонт оборудования, являющегося источником ЭМП следует производить (по возможности) вне зоны влияния ЭМП от других источников;
- соблюдение правил безопасной эксплуатации источников ЭМП.

Инженерно-технические мероприятия должны обеспечивать снижение уровней ЭМП на рабочих местах путем внедрения новых технологий и применения средств коллективной и индивидуальной защиты (когда фактические уровни ЭМП на рабочих местах превышают ПДУ, установленные для производственных воздействий).

Руководители организаций для снижения риска вредного влияния ЭМП, создаваемого средствами радиолокации, радионавигации, связи, в т.ч. подвижной и космической, должны обеспечивать работающих средствами индивидуальной защиты.

8.1.2 Акустическое воздействие

Акустическое воздействие ячеек ОРУ является минимальным. Основным источником шума будут являться силовые трансформаторы. На ПС «Призейская» установлены 2 трансформатора ТДТН – 25000/220

Для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) мощностью 25 МВ*А и напряжением 220 кВ $L_p = 80$ дБА.

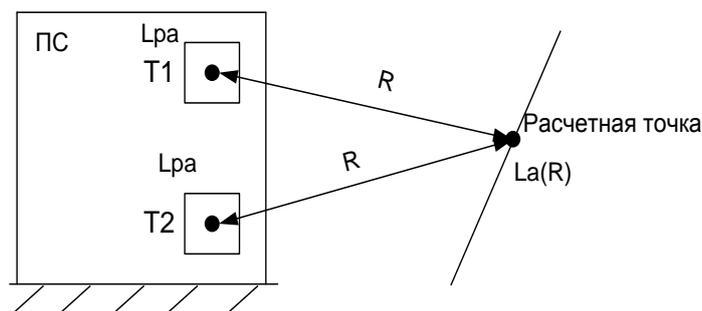


Рисунок 9 – Общий вид подстанции открытого типа и расположение трансформаторов

Таблица 13 – Исходные данные для расчета

К-во	Тип	S, МВ*А	U, кВ	Расстояние
2	ТДТН	25	220	20 м

Для источников, имеющих одинаковую звуковую мощность и расположенных близко друг к другу, суммарная звуковая мощность L_{Σ} , дБ (дБА), определяется [3]

$$L_{\Sigma} = L_{wi} + 10 \lg n \quad (120)$$

где

– L_{wi} – уровень звуковой мощности i -го источника, (дБА);

– n - число источников шума.

Согласно паспортным данным, наружные блоки (4 шт.) характеризуются уровнем звуковой мощности 45-48 дБА каждый (для расчета принимается 48 дБА). Тогда суммарная звуковая мощность составит:

$$L_{\Sigma} = 48 + 10 \lg 4 = 54 \text{ дБА.}$$

Для данной территории определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС [3]:

$$L_{\text{ПДУ}} = 45 \text{ дБА.}$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\Sigma} - L_{\text{ПДУ}})}}{2\pi}}, \quad (121)$$

$$L_{\text{ПАС}} = 10 \lg e^2 \left((10^{0,1 \cdot 80}) + (10^{0,1 \cdot 80}) \right) = 83,01 \text{ дБА.}$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(83,01 - 45)}}{2 \cdot 0,14}} = 32 \text{ м.}$$

Любое расстояние больше 32 м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ОРУ территории. До ближайшего населенного пункта более 510 м, следовательно нарушений санитарных норм

8.2 Экологичность

Основными источниками загрязнения окружающей среды на подстанции являются мусор, образующийся в процессе эксплуатации и возможность загрязнения почвы трансформаторным маслом.

8.2.1 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 8 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

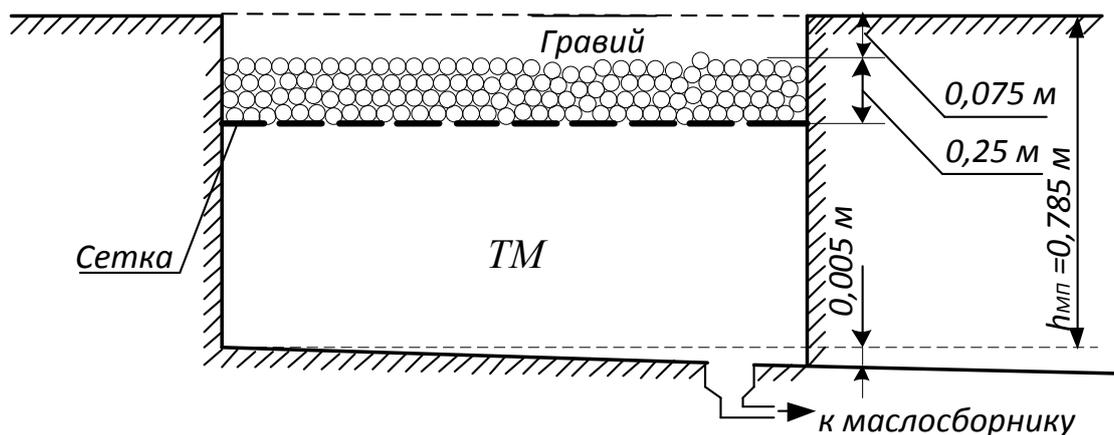


Рисунок 10 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

Требуется установка трансформатора ТДТН – 25000/220. Габариты трансформатора: длина $A=(9,6)11,3$ м; ширина $B=5,15$ м; высота $H=7,15$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 40$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслонеполненный трансформатор оснащается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{40}{0,85} = 47 \text{ м}^3. \quad (122)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину $A=(9,6)$ м, ширину $B=5,15$ м и высоту $H = 7,15$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (9,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,15 + 2 \cdot 1,5) = 102,7 \text{ м}^2.$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (123)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (9,6 + 5,15) \cdot 7,15 = 210,925 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad (124)$$

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{47}{102,7} = 0,46 \text{ м}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{УРОВНЯ} + h_{Г} + h_{ПЛ}$$

где $H_{УРОВНЯ}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП} = 0,46 + 0,25 + 0,075 = 0,775 \text{ м}.$$

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (125)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{\text{БПТ}}, \text{м}^3, \quad (126)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$S_{\text{БПТ}}$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 210,925 = 75934 \text{ л} = 75,93 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{МСБ}(TM+H_2O)} = 47 + 0,8 \cdot 75,93 = 47 + 60,74 = 108 \text{ м}^3$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – $102,7 \text{ м}^2$; объём масла – 47 м^3 ; глубина – $0,785 \text{ м}$; объём маслосборника – 108 м^3

Вывоз отработанного масла осуществляет производственно-ремонтное предприятие на основании ранее заключенного договора.

8.2.3 Утилизация отходов

Основными отходами ОРУ-220 кВ являются лампы ДРЛ 1 класса опасности, используемые для освещения территории КРУЭ, а так же электролиты аккумуляторных батарей.

Сбор ламп ДРЛ должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой уконтейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

8.2.4 Утилизация аккумуляторных батарей

Сбор аккумуляторных батарей производят отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

Образующиеся отходы до момента вывоза их на захоронение или переработку временно хранятся на специально отведенных площадках с твердым покрытием, исключающим их попадание на почву. Транспортировка отходов осуществляется способами, исключающими возможность их потери в процессе перевозки.

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах..

8.3 Чрезвычайные ситуации

Для обеспечения пожарной безопасности в качестве стационарной установки пожаротушения предусматривается стационарная система автоматического пожаротушения распыленной водой. Система водяного автоматического пожаротушения состоит из насосной станции АПТ, питающих и распределительных трубопроводов с установкой на последних оросителей.

Система пожарной сигнализации и оповещения о пожаре (ПС) предназначена для обнаружения факта аварийного возгорания в контролируемых помещениях, передачи информации на АРМ пожарной сигнализации с указанием точного места возгорания и для оповещения дежурного персонала оперативной службы подстанции «Призейская» о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях.

Задачами СПС являются:

- Своевременное оповещение сотрудников службы безопасности о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;

- Своевременное оповещение персонала о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;
- Протоколирование и хранение всех событий системы для последующего просмотра и анализа;
- Запуск системы автоматического водяного пожаротушения (АПТ) в помещениях оборудованных этой системой;
- Отключение вентиляционных систем, а так же управление другим инженерным оборудованием.

В адресный шлейф пожарной сигнализации включены пожарные извещатели, установленные в помещениях ОРУ 220 кВ.

По средствам пожаротушения РУ 220 кВ ПС Призейская относится к первой группе объектов по противопожарным мероприятиям.

Каждый работник должен четко знать и выполнять правила пожарной безопасности (ППБ) и установленной на подстанции противопожарный режим. Работники должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации, проходить проверку знаний ППБ. [4]

Проектом предусматривается установка огнезадерживающих клапанов на поэтажных сборных воздуховодах, в местах присоединения их к вертикальному или горизонтальному коллектору; на воздуховодах, обслуживающих помещения категории В1-В3.

Огнезадерживающие клапаны предусматриваются с ручным, автоматическим и дистанционным управлением. В случае обнаружения пожара на входе воздуховодов в горящее помещение происходит закрытие противопожарного клапана и выключение системы вентиляции.

В случае обнаружения возгорания в помещениях ОРУ 220 кВ все системы вентиляции, за исключением системы вентиляции аккумуляторных батарей выключаются.

Зазоры в местах прохода воздуховодов и трубопроводов через стены и перекрытия заделываются несгораемыми материалами.

При проведении сварочных работ приступать к проведению огневых работ можно только после выполнения всех требований пожарной безопасности (наличие средств пожаротушения, очистка рабочего места от сгораемых материалов, защита сгораемых конструкций и т. д.). После окончания огневых работ их исполнитель обязан тщательно осмотреть место проведения этих работ, полить водой сгораемые конструкции и устранить нарушения, которые могут привести к возникновению пожара.

Для размещения первичных средств пожаротушения в здании ОРУ устанавливаются специальные пожарные щиты (стенды). Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. На пожарных щитах (стендах) должны размещаться те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении, установке (Ручные огнетушители углекислотно-бромэтиловые, т.к. они предназначены для тушения горячих твердых и жидких металлов, а также электроустановок, находящихся под напряжением).

Опасные ситуации природного характера, возникающие на территории ПС 220 кВ «Призейская» это гололед и снежные отложения на ЛЭП, сильные ветра и бури.

Основную опасность представляют гололед и снежные отложения на ЛЭП-220 кВ близлежащих территорий, для борьбы с этим необходима установка автоматики подогрева проводов.

Разогрев линий электропередач токами высокой частоты позволит предотвращать образование гололёда на проводах, поскольку можно нагреть их до 10—20°C, не дожидаясь образования плотного льда. Отключать от электрической сети потребителей не придётся — высокочастотный сигнал к ним не проникнет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы расширения ОРУ 220 кВ ПС «Призейская» в связи со строительством второй ЛЭП 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская», которая имеет высокую значимость как для энергосистемы Амурской области, так и для всей ОЭС Востока.

Данный проект посвящен повышению надежности энергосистемы Дальневосточного Федерального округа. В ходе расширения ОРУ 220 кВ ПС «Призейская» был проведен весь необходимый перечень работ, а именно: анализ и характеристика текущего состояния энергосистемы Амурской области; сбор информации о текущей конфигурации оборудования на подстанции; расчет токов короткого замыкания на участке сети 220 кВ; выбор и проверка нового оборудования необходимого для строительства дополнительной ячейки в распределительном устройстве 220 кВ ПС «Призейская»; расчет молниезащиты и грозоупорности на подстанции; характеристика и выбор уставок релейной защиты и автоматики для проектируемой ЛЭП; технико-экономическое обоснование выбранных технических решений; мероприятия по обеспечению безопасности обслуживания и выполнения необходимых работ при эксплуатации электро-технического оборудования.

Огромное значение для всего Дальнего Востока имеет энергетика Амурской области, так как здесь расположены две крупнейшие ГЭС макрорегиона - Зейская и Бурейская. Более того, в ближайшие годы планируется строительство новых генерирующих мощностей и ЛЭП, в том числе для увеличения продаж электроэнергии в Китай. [ДВ]

Расширение ОРУ 220 кВ ПС «Призейская» и строительство второй линии 220 кВ Зейская ГЭС – ПС «Призейская» способствует развитию промышленности и инфраструктуры области, притоку трудоспособного

населения, постройке новых населенных пунктов. Это в условиях нынешней ситуации в стране крайне важно и актуально.

Отметим, что реконструкция ОРУ 220 кВ ПС «Призейская» способствует решению следующих проблем:

1. Увеличение надежности электроснабжения ОЭС Востока за счет резервирования связи Зейская ГЭС – ПС «Призейская»;
2. Возможность выдачи большего количества полезной мощности в энергосистему;
3. Перспектива внедрения новых технологических комплексов и средств автоматизации

Таким образом, РУ 220 кВ ПС «Призейской» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на реконструкцию.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2017. – 132 с.

2 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

3 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М. : Высш.шк., 2018. – 430с.

4 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2018. – 608 с.

5 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2016. – 31с.

6 Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения: справочник / Г. Н. Александров, А. И. Афанасьев - М.: Энергоатомиздат, 2016.- 503 с.

7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2019.

8 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.:Энергоатомиздат. 2019. - 604 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 2017.

10 Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: Учеб. пособие / С. В.

Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2018. - 616 с.

11 Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2020. – 576 с.

12 Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.

13 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

14 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

15 ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания

16 Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 240 с.

17 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

18 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2012. – 375 с.

19 Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. ,2019 - 528с.

20 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2013 – 160с.

21 Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. - М.:Энергия, 2019.-40 с.

22 Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 2014. – 307 с.

23 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по

электрическим сетям» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85593/

24 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7–е изд. перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург : Модуль, 2019. – 672 с.

25 Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : производственно-практическое пособие / В.В. Красник. — Электрон. текстовые данные. — М. : ЭНАС, 2011. — 319 с. — 978-5-4248-0005-4. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/5048.html> 23.02.2021 г.

26 Государственная программа Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Дальнего востока и Байкальского региона 2020-2025" – г. Москва 2019 г. – 639 с.

27 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

28 СП 51.13330.2011. Защита от шума.

29 СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

30 СанПиН 1.2.3685- «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

31 СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях